文章编号:1673-5005(2010)04-0013-06

鄂尔多斯盆地合水地区长8储层微观 非均质性的试验分析

陈 杰¹,周鼎武²

(1. 中国石油大学 地球资源与信息学院,山东 东营 257061; 2. 山东科技大学 地质科学与工程学院,山东 青岛 266510)

摘要:通过真实砂岩微观孔隙模型试验,对鄂尔多斯盆地合水地区长8储层的微观非均质性进行研究。结果表明:研究 区长8储层的微观非均质性很强,且存在储层物性越好其微观非均质性越强的特点;沉积微相和溶蚀作用是影响微观 非均质性的主要因素;微观非均质性是影响水驱油效果和剩余油分布的内因;在充分研究合水地区长8储层4种主要 孔隙类型的基础上,建议相应地针对原生粒间孔隙和溶蚀孔隙型、微裂缝型、自生矿物晶间微孔隙型制定3类注水开发 方案。

关键词:鄂尔多斯盆地;合水地区;长8储层;微观非均质性;真实砂岩微观孔隙模型 中图分类号:P588.21 文献标志码:A doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2010.04.003

Experimental analysis on micro-anisotropy of Chang 8 reservoir in Heshui area, Ordos Basin

CHEN Jie¹, ZHOU Ding-wu²

(1. College of Geo-Resources and Information in China University of Petroleum, Dongying 257061, China;
2. College of Geological Science and Engineering in Shandong University of Science and Technology, Qingdao 266510, China)

Abstract: The micro-anisotropy of Chang 8 reservoir in Heshui area in Ordos Basin was analyzed by real sandstone micropore model experiment. The results show that Chang 8 reservoir has heavy micro-anisotropy, and the better the quality of the reservoir is, the heavier the micro-anisotropy is. The sedimentary microfacies and dissolution are the main factors affecting the micro-anisotropy. The micro-anisotropy is the inner reason affecting the oil displacement effect of waterflooding and remaining oil distribution. Based on a large sum of research on the four main types of pore structures of Chang 8 reservoir in study area, it is better to make three types of waterflooding development schemes according to the experimental results, the remaining primary pores between grains and the dissolved pores belong to the first one, the micro-cracks belong to the second one, and the micro-pores between subsequent mineral belong to the third one.

Key words: Ordos Basin; Heshui area; Chang 8 reservoir; micro-anisotropy; real sandstone micro-pore model

合水地区位于鄂尔多斯盆地中央古隆起的南端,三叠纪末期抬升幅度较大,曾遭受强烈的风化剥蚀,缺失长1、长2地层,部分地区也缺失长3及长4+5地层,长6及长8油层是本区勘探的主要目的层。上三叠统延长组长8油层组砂岩是本区重要的储集层。油藏自投入生产以来遇到了诸多问题,其中储层非均质性便是影响本区剩余油分布和油田开发的重要因素。基于以上原因,笔者通过真实砂岩微观孔隙模型试验^[14],对合水地区长8储层砂岩的

微观非均质性进行系统研究。

1 岩石学特征

1.1 岩石类型及碎屑组分

薄片及扫描电镜观察结果表明,研究区长8储 层砂岩以长石砂岩(体积分数约为48.89%)、岩屑 质长石砂岩(体积分数约为40.48%)为主,此外有 少量岩屑砂岩(体积分数约为10.63%)。

砂岩颗粒粒径一般为0.1~0.4 mm,分选中等,

收稿日期:2010-01-20

作者简介:陈杰(1983-),男(汉族),山东无棣人,博士研究生,主要从事油气地质研究。

多呈次棱角状,颗粒间以线接触为主。颗粒中石英 平均体积分数为 33.3%,长石平均体积分数为 41.1%,岩屑平均体积分数为 25.7%。

1.2 填隙物特征

研究区长 8 储层砂岩胶结物体积分数一般为 5%~20%,主要为自生的绿泥石、高岭石、伊利石、 方解石、铁方解石、白云石和石英。杂基体积分数一 般为 2%~10%,主要为高岭石、伊利石、蒙脱石等 黏土矿物,且大多已被铁质浸染。

1.3 孔隙类型

研究区长8储层砂岩主要发育以下4类孔隙类型:

(1)剩余原生粒间孔隙。研究区最发育的孔隙 类型,周围普遍存在黏土膜,约占孔隙总量的46%。

(2)溶蚀孔隙。主要发育长石、碳酸盐和岩屑溶 蚀孔隙,其中长石溶蚀孔隙约占孔隙总量的26%,碳 酸盐溶蚀孔隙约占7%,岩屑溶蚀孔隙约占4%。

(3)微裂缝。在薄片鉴定过程中发现一些微裂缝,既有构造作用成因也有成岩作用成因,缝宽为0.01~2 mm,约为孔隙总量的9%。

(4)自生矿物晶间微孔隙。主要是指自生石 英、自生黏土矿物、自生方解石晶体间的微孔隙,约 为孔隙总量的8%。

2 真实砂岩微观孔隙模型试验

真实砂岩微观孔隙模型试验是大陆动力学国家 重点实验室的一项国家专利技术。优点是可以直接 利用可视化界面对储层内油、水渗流过程进行观察, 试验模型采用真实岩心样品制作而成,且样品的真实 孔隙结构得到了很好地保存,可信度较高,是进行室 内水驱油试验的理想模型^[1-2]。缺点是试验仪器不能 严格模拟流体在地下储层中渗流时的温压条件,与流 体在地层环境下储层中的渗流状态有一定的差距。

2.1 样品选择及试验模型制作

依据扫描电镜、普通薄片、铸体薄片及染色薄片 的观察分析结果,从所有样品中筛选出12块具有不 同孔隙结构类型的油层样品(表1)。在尽可能保护 样品孔隙结构不被破坏的前提下,经切片、洗油、烘 干、磨片及最后的上胶合成等一系列严格步骤制成 真实砂岩微观孔隙模型。

表 1 样品参数统计 Table 1 Statistics of samples parameters

样品号	深度 H/km	自测渗透率 k/10 ⁻³ µm ²	原始含油 饱和度 <i>S</i> _{oi} /%	剩余油饱和度 $S_{ m or}$ /%	驱油效率 <i>E</i> _d/%	油驱水入口 压力 <i>p</i> 1/kPa	水驱油入口 压力 p ₂ /kPa
庄111-4	1.8543	1.37	60	40	33	8.0	50.0
庄111-7	1.9152	1.19	20	15	25	3.3	15.0
庄 211-1	1.7129	1.05	65	45	31	10.0	90.0
庄112-4	1.7276	1.30	55	40	27	4.0	8.0
庄 121-3	1.8676	1.47	45	25	44	6.0	30.0
庄 111-1	1.8495	3.44	60	43	28	2.0	2.5
庄111-2	1.8509	4.00	40	30	25	3.0	5.0
庄113-4	1.8544	3.88	50	40	20	2.5	5.0
庄 172-3	1.8409	0.12	17	—	—	120.0	—
宁 35-5	1.8816	0.05	87	—	_	50.0	_
宁 42-7	1. 5979	0.06	55	10	82	45.0	190. 0
庄 50-3	1.9585	0.07	70	—	—	78.0	_

2.2 试验仪器及材料

真实砂岩微观孔隙模型试验系统由真实砂岩微 观孔隙模型、抽真空系统、加压系统(最高压力为 200 kPa)和显微观察系统(以光学显微镜为主,配有 照相、录相设备)4部分组成。试验过程用油是根据 合水地区长8储层原油物性采用煤油和机械泵油配 制成的模拟油,试验用的模拟水为蒸馏水。为方便 观察,在模拟油中加入少量油溶红,在模拟水中加入 少量甲基蓝,使模拟油呈现红色,模拟水呈现蓝色。

2.3 试验步骤

首先,对模型抽真空后及时饱和水,抽真空要做 到尽量彻底,饱和水时要避免气泡进入模型致使产 生较大误差;其次,测量模型的渗透率;再次,先后进 行油驱水和水驱油两次流体驱替试验,在观察试验 现象同时,记录下油驱水入口压力(p₁)、原始含油饱 和度(S_{oi})、水驱油入口压力(p₂)、剩余油饱和度 (S_{or})并计算驱油效率(E_d);最后,依据试验现象进 行解释分析。12 块岩心的测试及计算数据见表1。

3 试验结果

本文中选择的12个真实砂岩样品包含了合水 地区长8储层砂岩的上述4类主要孔隙类型。

3.1 剩余原生粒间孔隙型

庄111-4、庄111-7和庄211-1样品属于此种类型,以庄111-4样品为例进行说明。薄片和扫描电镜观察该样品以剩余原生粒间孔隙为主(图1(a)),颗粒呈次棱角状,分选好,泥质胶结较多,少量硅质胶结,属长石砂岩。油驱水时,入压为8kPa,油充满引槽后在模型中形成上、中、下3条运移通道,运移速度较快,可捕捉到明显的动态图像,之后缓慢向全模型扩散,持续加压后油浸范围有所扩大,估算原始含油饱和度为60%。水驱油时,入压为50kPa,起初水主要沿油驱水时的下支路线指状突进,之后慢慢向整个模型扩散,亦可捕捉到明显的动态图像,增加压力水驱油路线无明显变化,估算剩余油饱和度为40%。在两次驱替过程中,流体均出现小范围的绕流,致使模型上部始终有部分区域流体无法波及,体现出样品的微观非均质性(图1(b))。



(a)剩余原生粒间孔隙型

(b)水驱油后局部视域

图 1 剩余原生粒间孔隙型(庄111-4 样品,1.8543 km) Fig. 1 Types of remaining primary pores between grains(Sample Zhuang111-4, 1.8543 km)

3.2 溶蚀孔隙型

庄 112-4 和庄 121-3 样品属于此种类型,以庄 112-4 样品为例进行说明。薄片观察该样品以溶蚀 孔隙为主(图 2(a)),颗粒多呈次棱角状,分选中 等,薄膜状绿泥石胶结为主,少量钙质胶结。油驱水 时,入压为4 kPa,油充满引槽后,呈地毯状迅速进入 模型,并快速充满另一端引槽,估算原始含油饱和度 为55%。水驱油时,入压为8 kPa,起初水沿上、中、 下3条通道缓慢前进,后经过合并、再分支的方式抵 达另一侧引槽(图 2(b)),估算剩余油饱和度为 40%。在两次驱替过程尤其是水驱油过程中,因溶 蚀孔隙发育不均,流体出现较大范围的绕流现象,至 试验结束,模型中 20% 面积仍未被流体波及,存在 大片剩余油,增加压力,驱油效果无明显改善。





根据试验过程,认为剩余原生粒间孔隙型和溶 蚀孔隙型两类储层中流体驱替特征及剩余油的形成 分布特点均主要受控于孔隙空间的分布不均,因此 后期可以考虑使用相似的注水开发方案。

3.3 微裂缝型

庄 111-1、庄 111-2 和庄 113-4 样品属于此种类型,以庄 111-1 样品为例进行说明。薄片鉴定本样品 胶结较致密,颗粒间以凹凸接触为主,呈次棱角状,分 选差,胶结物以方解石和黏土膜为主,属细粒长石砂 岩。在油水驱替试验系统的显微镜下观察发现模型 内存在4条大致平行的微裂缝,最大宽度为2 mm。 油驱水时,入压为2 kPa,起初油沿两条裂缝突进,当 到达与其他裂缝叠加区域时迅速进入邻近裂缝继续 突进,并很快进入另一端引槽(图3(a)),估算原始含 油饱和度为60%。水驱油时,入压为2.5 kPa,水进入 样品后即沿与油驱水时相同路线突进,然后迅速进入 另一端引槽,测得剩余油饱和度为43%。本样品剩 余油较多,注入水沿微裂缝窜流是剩余油形成的主要 原因(图3(b)),增加压力对驱油效率几乎没有影 响^[5]。



图 3 微裂缝型(庄111-1 样品,1.8495 km)

Fig. 3 Types of micro-cracks

 $(\,Sample$ Zhuang
111-1, 1.8495 km)

试验表明,微裂缝的发育让本类储层更易产生流体窜流现象,受其影响,流体驱替及剩余油的形成和 分布特征明显不同于上述两种储层类型,制定后期注 水方案时须充分考虑微裂缝产生的影响。

3.4 自生矿物晶间微孔隙型

庄172-3、庄35-5、宁42-7和庄50-3样品属于此 种类型,以宁42-7样品为例进行说明。薄片鉴定该 样品钙质胶结发育,颗粒呈次棱角状,分选好,孔隙 类型以自生矿物晶间微孔隙为主,孔隙个体小且连 通性差。油驱水时,入压为45kPa,油缓慢充满引槽 后,主要沿上端进入模型,但只能行至模型约1/3处 (图4(a)),之后不断加压至158kPa,油才缓慢进入 末端引槽,测得原始含油饱和度为55%。水驱油 时,压力增至190kPa时,水才在模型中缓慢推进, 最终测得剩余油饱和度为10%(图4(b))。本样品 物性较差,水驱油速度缓慢,但驱油效率较高,达 82%。针对研究区内本类储层物性较差而非均质性 较弱的特点,后期注水开发方案应当满足高注压长 时间作业的特点。



图 4 自生矿物晶间微孔隙型(宁 42-5 样品,1.5979 km) Fig. 4 Types of micro pores between subsequent mineral(Sample Ning42-5, 1.5979 km)

4 试验分析

(1)指进现象在试验过程中普遍存在。这主要 是因为合水地区长8储层孔隙结构复杂,样品润湿 性存在差异,形成了不同的毛细管力。因此,当模拟 水进入不同类型孔隙结构后便会以不同速度向前推 进,从而产生指进现象。指进现象是导致研究区剩 余油形成的直接原因。

(2)至试验结束,所有样品模型中均出现水驱 油效果明显区域、剩余油较多区域和流体未波及区 域,而微观非均质性则是这3类区域形成和分布的 控制因素。

(3)各模型入口端驱油效率均高于出口端驱油 效率,而与各样品的渗透率无关。这是由于水驱产 生的压力和注入水无法瞬时遍布整个模型,而是需 要一个能量逐渐传递的过程,于是便形成前端水驱 油,末端油驱油的现象,使入口端驱油效率偏高^[34]。 (4)水驱油过程中,在注入水到达入压值后,压 力增加不会明显扩大注入水的波及面积和提高驱油 效率,并且若增加压力过快,还易导致入压值测量不 准确和形成流体窜流,从而进一步导致剩余油的形 成。

(5)物性好的样品驱油效果不一定好,而物性 差的样品驱油效果不一定差,例如宁42-7样品,虽 然物性较差,驱油速度缓慢,但由于其孔隙结构均质 性好,最终驱油效率较高。

(6)试验结果表明,合水地区长8储层物性越 好,微观非均质性越强。这是因为研究区长8储层 除了由于沉积微相不同导致的先天物性存在差别之 外,有更多的储层其物性能够得到改善是由于溶蚀 作用导致了溶蚀孔隙的发育,或者是由于破裂作用、 构造等原因形成了微裂缝等,而这些改善储层物性 的方法在研究区长8段整体为低孔低渗型储层的背 景下,在使得局部区域储层物性得到改善的同时也 加剧了该区域储层的微观非均质性。

5 微观非均质性的影响因素

由试验可以可以看出,同为研究区长8储层油 层样品,驱油效率结果却相差很大。在复杂多孔介 质内部的两相渗流方式、被驱替相残余的多寡、驱替 效率的高低受多种因素的影响,即最终驱替效果是 多种因素共同作用的体现^[6-7]。通过对油水驱替试 验中各种现象的分析,认为影响合水地区长8储层 微观非均质性主要有以下4个因素:

(1)沉积微相。研究区长8储层为辫状河三角 洲前缘沉积环境,大的沉积环境相对比较单一,但亦 存在水下分流河道、河口坝、前缘砂等多种沉积微 相。不同沉积微相上发育的储层,其岩石学特征不 同,进而在相同的成岩史下其孔隙结构的演化便产 生明显的差异,即反映为储层的微观非均质性。

(2)成岩作用。合水地区长8储层成岩作用比较复杂,主要表现为溶蚀作用、压实作用、胶结作用 及破裂作用。溶蚀作用下溶蚀孔隙的形成,压实、胶 结作用下原生孔隙的破坏,破裂作用下微裂缝的形 成对加剧研究区长8储层微观非均质性都具有重要 作用^[8]。其中,溶蚀作用在研究区内尤为重要,多 种类型溶蚀孔隙的大量发育在很大程度上改善了研 究区内长8储层的物性^[9-12]。

(3)微裂缝。微裂缝一旦形成,往往会形成流体优势渗流通道,尤其是在本区长8储层以连通孔隙为主的储渗背景下,无疑会大大增强储层非均质

• 17 •

性。微裂缝的存在,还常导致注入水的波及面积极 大地减小并且分布仅局限于微裂缝周围,并伴随有 连片状剩余油的形成。

(4)填隙物。杂基及胶结物的类型、含量、产状 也是影响驱替效果的重要因素,它们可以堵塞大量 的原生孔隙,进而改变岩石的孔隙结构和增强岩石 的微观非均质性。

6 结 论

(1)合水地区长8储层剩余油按形态可分为连 片状剩余油和分散状剩余油两类,裂缝窜流多形成 前一种类型,常规孔隙分布的非均质性多形成后一 种类型。微观非均质性是影响水驱油效果和剩余油 形成的内因,指进现象是剩余油形成的直接原因。

(2)合水地区长8储层微观非均质性的影响因 素包括沉积微相、成岩作用、微裂缝和填隙物等,沉 积微相和溶蚀作用是主要的影响因素。

(3)合水地区长8储层微观非均质性很强,并 且表现为物性越好微观非均质性越强的特点。

(4)针对研究区长8储层后期注水开发,建议 根据4种孔隙类型相应地制定3类注水方案,剩余 原生粒间孔隙型和溶蚀孔隙型归为一类,微裂缝型 为一类,自生矿物晶间微孔隙型为一类。

感谢 感谢西北大学柳益群教授在试验过程中 给予的悉心指导,感谢中国石油大学(华东)查明教 授对本文的支持。

参考文献:

- [1] 曲志浩,孔令荣.低渗透油层微观水驱油特征[J].西 北大学学报:自然科学版,2002,32(4):329-334.
 QU Zhi-hao, KONG Ling-rong. A study of characteristics of low permeability formation with water flooding using micromodel experiment[J]. Journal of Northwest University(Natural Science Edition), 2002,32(4):329-334.
- [2] 朱玉双,曲志浩,孔令荣,等.安塞油田坪桥区、王窑区 长6油层储层特征及驱油效率分析[J].沉积学报, 2000,18(2):279-283.

ZHU Yu-shuang, QU Zhi-hao, KONG Ling-rong, et al. Anylysis of oil displacement efficiency of Chang 6 reservoir in Wangyao and Pingqiao areas of Ansai Oilfield[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2000,18(2):279-283.

[3] 刘林玉,张龙,王震亮,等.鄂尔多斯盆地镇北地区长3
 储层微观非均质性的试验分析[J].沉积学报,2007,25(2):224-229.

LIU Lin-yu, ZHANG Long, WANG Zhen-liang, et al.

Experimental analysis on micro-anisotropy of Chang 3 reservoirs in Zhenbei area, Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2007,25(2):224-229.

[4] 刘林玉,王震亮,高潮.真实砂岩微观模型在鄂尔多斯 盆地泾川地区长8砂岩微观非均质性研究中的应用
[J].地学前缘,2008,15(1):80-84.
LIU Lin-yu, WANG Zhen-liang, GAO Chao. Applying authentic sandstone micromodel to the study of mi-

> croanisotropy of Chang 8 sandstone in Jingchuan area of Ordos Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2008,15(1): 80-84.

[5] 赵阳,曲志浩,刘震.裂缝水驱油机理的真实砂岩微观 模型试验研究[J].石油勘探与开发,2002,29(1):116-118.

ZHAO Yang, QU Zhi-hao, LIU Zhen. Experimental study on water/oil displacement mechanisms in fractured reservoir by real sandstone micro-models[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002,29(1):116-118.

[6] 朱玉双,曲志浩,孙卫,等.低渗、特低渗油田注水开发见效见水受控因素分析——以鄯善油田、丘陵油田为例[J].西北大学学报:自然科学版,2003,33(3):311-314.

ZHU Yu-shuang, QU Zhi-hao, SUN Wei, et al. The controlling factors analysis about waterflood response in special low permeability sandstone oilfield: taking Shanshan Oilfield and Qiuling Oilfield as examples[J]. Journal of Northwest University(Natural Science Edition), 2003, 33(3):311-314.

[7] 吴小斌,银燕,孙卫.鄂尔多斯盆地三角洲前缘不同沉 积微相砂岩储层水驱油效率及其影响因素——以姬 塬地区延长组砂岩储层微观组合模型水驱油试验为 例[J].油气地球物理,2008,6(1):41-45.

WU Xiao-bin, YIN Yan, SUN Wei. Research on water displacing oil experiment efficiency and influential factors of delta front different sedimentary mic-facies of Ordos Basin: a case history of sandstone reservoir mic-single split mould water displacing oil experiment of Yanchang formation of Jiyuan area [J]. Petroleum Geophysics, 2008,6(1):41-45.

- [8] 陈杰.西峰油田合水区长8油藏储层非均质性研究 [D].青岛:山东科技大学地质科学与工程学院,2008. CHEN Jie. Reservoir heterogeneity in Chang 8 in Heshui of Xifeng Oilfield [D]. Qingdao: College of Geoscience and Technology in Shandong University of Science and Technology, 2008.
- [9] 王瑞飞,陈明强,孙卫.鄂尔多斯盆地延长组超低渗透 砂岩储层微观孔隙结构特征研究[J].地质论评, 2008,54(2):270-277.

WANG Rui-fei, CHEN Ming-qiang, SUN Wei. The research of micro-pore structure in super-low permeability sandstone reservoir of the Yanchang formation in Ordos Basin[J]. Geological Review, 2008,54(2):270-277.

[10] 徐波,孙卫.姬塬油田长 4+5 砂岩储层孔隙结构类型 与成岩作用[J].吉林大学学报:地球科学版,2008, 38(6):953-958.

> XU Bo, SUN Wei. Pores type and diagenesis in the Chang4+5 sandstone reservoirs of the Jiyuan Oilfield [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2008,38(6):953-958.

[11] 李海燕,彭仕宓. 低渗透储层成岩储集相及储集空间 演化模式[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,

(上接第12页)

[4] 朱建伟,刘招君,董清水,等. 松辽盆地层序地层格架及油气聚集规律[J]. 石油地球物理勘探,2001,36
 (3):339-344.

ZHU Jian-wei, LIU Zhao-jun, DONG Qing-shui, et al. Sequence-stratigraphic framework and oil-gas accumulation rule in Songliao Basin[J]. Oil Geophysical Prospecting, 2001,36(3):339-344.

[5] 王璞珺,杜小弟,王俊,等.松辽盆地白垩纪年代地层 研究及地层时代划分[J].地质学报,1995,69(4):372-381.

WANG Pu-jun, DU Xiao-di, WANG Jun, et al. The chronostratigraphy and stratigraphic classification of the Cretaceous of the Songliao Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 1995,69(4):372-381.

[6] 梁江平,辛仁臣,王书恒,等. 松辽盆地中部含油组层 序地层格架及介形类特征的响应[J]. 地层学杂志, 2005,29(4):405-409.

> LIANG Jiang-ping, XIN Ren-chen, WANG Shu-heng, et al. Sequece-stratigraphic framework and its response to Cypridea of the middle oil-bearing beds of the Songliao Basin[J]. Journal of Stratigraphy, 2005, 29(4):405-409.

 [7] 解习农,程守田,陆永潮.陆相盆地幕式构造旋回与层 序构成[J].地球科学——中国地质大学学报,1996, 21(1):28-33.

> XIE Xi-nong, CHENG Shou-tian, LU Yong-chao. Epsodic tectonic cycles and internal architectures of sequences in continental Basin[J]. Earth Science (Journal of China University of Geosciences), 1996,21(1):28-33.

[8] 孙钰,钟建华,姜在兴,等.松辽盆地南部坳陷期层序 地层研究[J].中国石油大学学报:自然科学版,2006,

2007,31(5):1-6.

LI Hai-yan, PENG Shi-mi. Diagenetic reservoir facies and pore space evolution pattern of low permeability reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2007,31(5):1-6.

[12] 柳益群.陕甘宁盆地东部上三叠统含油长石砂岩的 成岩特点及孔隙演化[J]. 沉积学报, 1996,14(3): 87-96.

> LIU Yi-qun. Diagenetic characteristics and porosity evolution of the oil-bearing arkoses in the upper Triassic in the eastern Shan'ganning Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1996,14(3):87-96.

> > (编辑 徐会永)

30(5):1-7.

SUN Yu, ZHONG Jian-hua, JIANG Zai-xing, et al. Study of sequence stratigraphy of depression period in southern Songliao Basin[J]. Joural of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2006,30(5):1-7.

[9] 刘宗堡,马世忠,孙雨,等. 三肇凹陷葡萄花油层高分 辨率层序地层划分及沉积特征研究[J]. 沉积学报, 2008,26(3):399-406.

> LIU Zong-bao, MA Shi-zhong, SUN Yu, et al. High-resolution sequence stratigraphy division and depositional characteristics of Putaohua reservoir, Sanzhao sag[J]. Acta Sedmentologica Sinica, 2008,26(3):399-406.

- [10] CROSS T A, LESSENGER M A. Sediment volume partitioning: rationale for stratigraphic model evaluation and high-Resolution stratigraphic correlation [C]//GRAD-STEIN E M, SANDVIK K O, MILTON N J. Sequence Stratigraphy Concepts and Applications. NPF Special Publication, 1998;171-195.
- [11] 任延广,王雅峰,王占国,等. 松辽盆地北部葡萄花油 层高频层序地层特征[J]. 石油学报,2006,27(增 刊):25-30.
 REN Yan-guang, WANG Ya-feng, WANG Zhan-guo, et

al. Features of high-resolution sequence stratigraphy of Putaohua reservoir in northern Songliao Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006,27(sup):25-30.

[12] CORNEL Olariu, JANOK P. Bhattacharya terminal distributary channels and delta front architecture of riverdominated delta systems[J]. Journal of Sedimentary Research, 2006,76:212-233.

(编辑 徐会永)